

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменениями № 1, № 2

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменениями № 1, № 2 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.033.A № 49444, регистрационный № 40963-13, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 258, 259, 260, 261, 262.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменениями № 1, № 2 (далее - АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2 представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений. АИИС КУЭ СПГЭС состоит из измерительно-информационных комплексов (ИИК), информационно-вычислительного комплекса (ИВК) и системы обеспечения единого времени (СОЕВ).

АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2 решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- вычисление средней активной и реактивной электрической мощности на интервале времени 30 минут и за учетный период;
- периодический или по запросу автоматический сбор результатов измеренных приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале координированного времени UTC (SU);
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий ИИК и ИВК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений заинтересованным организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений по запросу со стороны заинтересованных организаций;
- синхронизация времени в автоматическом режиме всех элементов ИИК и ИВК с помощью СОЕВ, соподчиненной координированной шкале времени UTC (SU) безотносительно к интервалу времени с погрешностью не более  $\pm 5$  с;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.).

АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2 включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - ИИК включают в себя: измерительные трансформаторы тока (ТТ); измерительные трансформаторы напряжения (ТН); счетчики электрической энергии многофункциональные (СЧ).

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2 приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2.

Канал измерений		Состав СИ и технических средств, входящих в состав ИК					2 уро- вень – ИВК
№ точки изме- рений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	1 уровень – ИИК					
		Наиме- нование СИ	Тип, характеристики	Класс точно- сти	Номер в реестре СИ	Кол- во, шт.	
258	РП 608 Фидер-603 6 кВ	ТТ	ТПЛ-10с, 600/5	0,5	29390-05	2	Сервер ИВК, техни- ческие сред- ства орга- низа- ции кана- лов связи  в соот- ветст- вии с табли- цей 5
		ТН	3×ЗНОЛ.06-6УЗ, 6000:√3/100:√3	0,5	3344-08	1	
		СЧ	Меркурий 230 ART-00, 100 В, 5(7,5) А	0,5S/1,0	23345-07	1	
259	РП Вышивка Фидер-ТП- 1956-1 10 кВ	ТТ	ТОЛ-10-1, 100/5	0,5	7069-02	2	
		ТН	3×ЗНОЛ.06-10УЗ, 10000:√3/100:√3	0,5	3344-08	1	
		СЧ	Меркурий 230 ART-00, 100 В, 5(7,5) А	0,5S/1,0	23345-07	1	
260	РП Вышивка Фидер-ТП- 1956-2 10 кВ	ТТ	ТПЛ-10-М, 75/5	0,5S	22192-03	2	
		ТН	3×ЗНОЛ.06-10УЗ, 10000:√3/100:√3	0,5	3344-08	1	
		СЧ	Меркурий 230 ART-00, 100 В, 5(7,5) А	0,5S/1,0	23345-07	1	
261	РП Тарховский Фидер-1030 10 кВ	ТТ	ТПОЛ-10, 600/5	0,5	1261-02	2	
		ТН	3×ЗНОЛ.06-10УЗ, 10000:√3/100:√3	0,5	3344-08	1	
		СЧ	Меркурий 230 ART-00, 100 В, 5(7,5) А	0,5S/1,0	23345-07	1	
262	РП Симбирский Фидер-610 6 кВ	ТТ	ТПОЛ-10, 600/5	0,5	1261-02	2	
		ТН	3×ЗНОЛ.06-6УЗ, 6000:√3/100:√3	0,5	3344-08	1	
		СЧ	Меркурий 230 ART-00, 100 В, 5(7,5) А	0,5S/1,0	23345-07	1	

2-й уровень - ИВК включает в себя сервер, технические средства организации каналов связи, автоматизированное рабочее место и программное обеспечение (ПО).

СОЕВ формируется на всех уровнях АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2 и выполняет законченную функцию синхронизации времени в ИИК и ИВК в автоматическом режиме.

Принцип действия: аналоговые сигналы от первичных преобразователей электрической энергии (трансформаторов тока и напряжения) поступают на счетчики электрической энергии.

Счетчики электрической энергии являются измерительными приборами, построенными на принципе цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерений в счетчиках электрической энергии осуществляется микроконтроллером, который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжений и токов производит вычисление средних за период сети значений полной, активной и реактивной мощности в каждой фазе сети.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период сети мощности вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Данные со счетчиков по цифровым интерфейсам при помощи каналобразующей аппаратуры и каналов связи поступают на сервер ИБК.

АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2 оснащена СОЕВ, построенной на функционально объединенной совокупности программно-технических средств измерений и коррекции времени, и состоит из приемника меток времени GPS, устройства сервисного, сервера ИБК и счетчиков электрической энергии ИИК.

Приемник меток времени GPS принимает сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), преобразует их в сигналы проверки времени (СПВ) («шесть точек»), которые поступают на устройство сервисное.

Устройство сервисное принимает СПВ от приемника меток времени GPS, и по началу шестого СПВ производит синхронизацию встроенного в устройство сервисное корректора времени. Корректор времени представляет собой таймер, ведущий часы, минуты, секунды, миллисекунды.

Сервер ИБК по интерфейсу RS-232C каждую секунду обращается к устройству сервисному, считывает с корректора время и сравнивает это время со своим временем. При расхождении времени сервера и корректора более чем на 60 мс, сервер ИБК корректирует свои часы по времени корректора.

ИБК осуществляет коррекцию времени в часах счетчиков. Сличение времени счетчиков с временем ИБК производится каждые 6 ч, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с временем ИБК более чем на  $\pm 2$  с.

Счетчики электрической энергии и ИБК фиксируют в своих журналах событий факт коррекции времени с указанием даты и времени коррекции.

## **Программное обеспечение**

Структура программного обеспечения ИБК:

- общесистемное программное обеспечение включает в себя:

- а) операционную систему Windows XP Professional;
- б) WEB-сервер для публикации WEB-документов;
- в) WEB-браузер для просмотра WEB-документов - Microsoft Internet Explorer.

- специальное программное обеспечение включает в себя:

- а) базовое программное обеспечение КТС «Энергия+»;
- б) дополнительное программное обеспечение КТС «Энергия+»;
- в) систему управления базами данных Microsoft SQL Server 2005, Standard Edition;
- г) программное обеспечение для нанесения электронной цифровой подписи.

Программное обеспечение реализовано на технологии «клиент-сервер». Серверная часть содержит программы приема и обработки данных, а также SQL-сервер и WEB-сервер. Серверная часть обеспечивает основные функции - прием, обработку, хранение и публикацию данных.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- сбор, обработка и хранение результатов измерений;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные метрологически значимых частей программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Ядро: Энергия + Запись в БД: Энергия + Сервер устройств: Энергия +
Номер версии (идентификационный номер ПО)	v.6.4
Цифровой идентификатор ПО	F1B28E986A1D15CBB9C5F8E273B1A4C0 33E89647ED848186BFB3435A121C39D0 001268AEC83BB204CB78B751FAA9D5A0
Другие идентификационные данные	kernel6.exe Writer.exe IcServ.exe

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2, указанные в таблицах 3 - 4, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню высокий по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики дополнительных ИК АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2 приведены в таблицах 3 - 4.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2 (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Значение $\cos \varphi$	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95, %							
		в нормальных условиях эксплуатации				в рабочих условиях эксплуатации			
		$0,02 \cdot I_{1н}$ $\pm I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н}$ $\pm I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н}$ $\pm I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н}$ $\pm I_1 < 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н}$ $\pm I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н}$ $\pm I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н}$ $\pm I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н}$ $\pm I_1 < 1,2 \cdot I_{1н}$
258, 259, 261, 262	1,0	Не норм.	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	Не норм.	$\pm 3,1$	$\pm 2,7$	$\pm 2,6$
	0,87	Не норм.	$\pm 2,6$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	Не норм.	$\pm 3,7$	$\pm 3,1$	$\pm 3,0$
	0,8	Не норм.	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	Не норм.	$\pm 4,1$	$\pm 3,4$	$\pm 3,2$
	0,71	Не норм.	$\pm 3,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	Не норм.	$\pm 4,7$	$\pm 3,7$	$\pm 3,5$
	0,6	Не норм.	$\pm 4,5$	$\pm 2,5$	$\pm 1,9$	Не норм.	$\pm 5,6$	$\pm 4,2$	$\pm 3,9$
	0,5	Не норм.	$\pm 5,6$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	Не норм.	$\pm 6,6$	$\pm 4,7$	$\pm 4,3$
260	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 3,2$	$\pm 2,7$	$\pm 2,6$	$\pm 2,6$
	0,87	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$	$\pm 3,8$	$\pm 3,1$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$
	0,8	$\pm 3,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$	$\pm 4,2$	$\pm 3,4$	$\pm 3,2$	$\pm 3,2$
	0,71	$\pm 3,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	$\pm 4,8$	$\pm 3,8$	$\pm 3,5$	$\pm 3,5$
	0,6	$\pm 4,5$	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$	$\pm 5,6$	$\pm 4,3$	$\pm 3,9$	$\pm 3,9$
	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$	$\pm 6,6$	$\pm 4,8$	$\pm 4,3$	$\pm 4,3$

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2 (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Значение $\sin \varphi$	Границы относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95, %							
		в нормальных условиях эксплуатации				в рабочих условиях эксплуатации			
		$0,02 \cdot I_{1н}$ $\text{£ } I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н}$ $\text{£ } I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н}$ $\text{£ } I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н}$ $\text{£ } I_1 \text{ £ } 1,2 \cdot I_{1н}$	$0,02 \cdot I_{1н}$ $\text{£ } I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$	$0,05 \cdot I_{1н}$ $\text{£ } I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$	$0,2 \cdot I_{1н}$ $\text{£ } I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$	$1,0 \cdot I_{1н}$ $\text{£ } I_1 \text{ £ } 1,2 \cdot I_{1н}$
258, 259, 261, 262	1,0	Не норм.	$\pm 2,1$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$	Не норм.	$\pm 4,7$	$\pm 4,4$	$\pm 4,4$
	0,87	Не норм.	$\pm 2,8$	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$	Не норм.	$\pm 5,2$	$\pm 4,8$	$\pm 4,8$
	0,8	Не норм.	$\pm 3,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$	Не норм.	$\pm 5,6$	$\pm 5,0$	$\pm 5,0$
	0,71	Не норм.	$\pm 3,8$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$	Не норм.	$\pm 6,0$	$\pm 5,2$	$\pm 5,1$
	0,6	Не норм.	$\pm 4,6$	$\pm 2,6$	$\pm 2,3$	Не норм.	$\pm 6,9$	$\pm 5,7$	$\pm 5,6$
	0,5	Не норм.	$\pm 5,7$	$\pm 3,2$	$\pm 2,6$	Не норм.	$\pm 7,8$	$\pm 6,2$	$\pm 6,0$
260	1,0	$\pm 2,5$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,6$	$\pm 4,8$	$\pm 4,4$	$\pm 4,4$	$\pm 4,4$
	0,87	$\pm 3,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 5,4$	$\pm 4,8$	$\pm 4,7$	$\pm 4,8$
	0,8	$\pm 3,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,9$	$\pm 5,7$	$\pm 5,1$	$\pm 4,9$	$\pm 5,0$
	0,71	$\pm 3,8$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 2,0$	$\pm 6,0$	$\pm 5,2$	$\pm 5,0$	$\pm 5,1$
	0,6	$\pm 4,7$	$\pm 2,9$	$\pm 2,1$	$\pm 2,3$	$\pm 6,9$	$\pm 5,8$	$\pm 5,5$	$\pm 5,6$
	0,5	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,6$	$\pm 7,8$	$\pm 6,3$	$\pm 5,9$	$\pm 6,0$

Нормальные условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха от 15 до 25 °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока (0,98 - 1,02)·Uном;
- частота питающей сети переменного тока (50,00 ± 0,15) Гц;
- коэффициент искажения синусоидальной кривой напряжения и тока не более 2 %;
- индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

Рабочие условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха: для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 55 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 % (температуре окружающего воздуха 30 °С);
- атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт. ст.);
- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1)·Uном; ток (0,05 - 1,2)·Iном; частота (50,0 ± 0,4) Гц;  $\cos \varphi \geq 0,5$ ; для счетчиков электрической энергии коэффициент третьей гармонической составляющей тока не более 10 %;
- индукция внешнего магнитного поля (для счетчиков) от 0 до 0,5 мТл.

Параметры надежности применяемых АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2 компонентов:

- счетчик электрической энергии - среднее время наработки на отказ - не менее 150 000 ч, средний срок службы - не менее 30 лет;
- трансформаторы тока и напряжения - средняя наработка до отказа - не менее 4 000 000 ч, средний срок службы - не менее 25 лет.
- ИВК - коэффициент готовности - 0,99991, среднее время восстановления - 1 ч;
- СОЕВ - коэффициент готовности - 0,9998, среднее время восстановления - 10 ч.

## Знак утверждения типа

наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения - вверху, справа) эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменениями № 1, № 2.

## Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ СПГЭС с Изменениями № 1, № 2 входят средства измерений в соответствии с таблицей 1, технические средства и документация, представленные в таблицах 5 и 6 соответственно.

Таблица 5 - Технические средства

Наименование	Обозначение (тип)	Количество, шт.
1 IBM-совместимый сервер: - переключатель консолей , - монитор LCD 19", - клавиатура, - мышь.	ADVANTECH ATEN CS-62A PHILIPS 190S7FC	2 1 1 1 1
2 Источник бесперебойного питания	Smart-UPS 1000VA SUA1000RMI2U	2
3 СОЕВ: - приемник меток времени GPS; - устройство сервисное.	HEKM.426479.011 TY HEKM.426479.008 TY	1 1
4 АРМ участника ОРЭ		1
5 Каналообразующая аппаратура: - маршрутизатор GSM; - модем телефонный; - модуль интерфейсов - 02; - модуль интерфейсов - 02М; - модуль интерфейсов групповой; - конвертер интерфейсов RS-485/ CAN; - модуль дискретного ввода (МДВ-4S); - модем GSM;  - модем GPRS.	IRZ ER-75iX EDGE/GPRS Router ZyXEL U336E+ HEKM.426479.001 TY HEKM.426479.031 TY HEKM.426479.015 TY HEKM.426479.027 TY HEKM.426489.016 TY Siemens TC35i Cinterion MC-35i Terminal WAVECOM M1306B Wavcom Fastrack Supreme GSM/GPRS/EDGE 10/20	2 1 120 2 122 128 119 118 2 120  2
6 Комплект ЗИП	HEKM.421451.118 ЗИ	1

Таблица 6 - Эксплуатационная документация

Наименование	Количество, шт.
1 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменениями № 1, № 2. Паспорт-формуляр.	1
2 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменениями № 1, № 2. Методика поверки .	1

## **Поверка**

осуществляется по документу НЕКМ.421451.118 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменениями № 1, № 2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» в августе 2014 г.

Перечень рекомендуемых основных средств поверки:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ» (№ 33750-07, 33750-12 в реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями  $\pm 0,1^\circ$ . Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: от 15 до 300 В  $\pm 0,2\%$ ; от 15 до 150 мВ  $\pm 2,0\%$ . Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: от 0,05 до 0,25 А  $\pm 1,0\%$ ; от 0,25 до 7,5 А  $\pm 0,3\%$ . Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц;

- радиочасы РЧ-011/2 (№ 35682-07 в реестре средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений). Погрешность синхронизации шкалы времени  $\pm 0,1$  с.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменениями № 1, № 2.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ЗАО «Саратовское предприятие городских электрических сетей» (АИИС КУЭ СПГЭС) с Изменениями № 1, № 2**

1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

## **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью научно-техническое предприятие «Энергоконтроль» (ООО НТП «Энергоконтроль»).

442963, Россия, г. Заречный, Пензенской обл., ул. Ленина, 4а; [www.energocontrol.ru](http://www.energocontrol.ru)  
Тел. (8412) 61-39-82. Тел./факс (8412) 61-39-83., E-mail: [kontrol@kontrol.e4u.ru](mailto:kontrol@kontrol.e4u.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.